

МОДЕЛЮВАННЯ ПРОЦЕСІВ ГІДРАТОУТВОРЕННЯ ПІД ЧАС ТРАНСПОРТУВАННЯ ГАЗУ

М. П. Мазур, Л. Я. Побережний

ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (0342) 572400,

e-mail: poberezhny@nuing.edu.ua

Газові гідрати та внутрішня корозія вважаються основними факторами, що відповідають за виникнення аварійних ситуацій на підводних трубопроводах. Аварії на таких об'єктах можуть спричинити забруднення водного середовища, зруйнувати біологічні складові екосистеми та заподіяти шкоди здоров'ю людей. Гідратоутворення підсилюється під впливом турбулентності, яка призводить до полегшення утворення центрів зародків та приєднання незв'язаної води. Накопичення газових гідратів на внутрішніх стінках каналу має немонотонний характер. Спочатку газогідратний шар вносить додаткову теплоізоляцію, що веде до деякої стабілізації інтенсивності гідратоутворення. При зниженні температури ґрунту газогідратний шар розташовується ближче до вхідного перетину трубопроводу, при цьому протяжність гідратних відкладень знижується. В подальшому необхідно провести дослідження взаємозв'язку між кінетикою утворення та росту газових гідратів та процесами внутрішньотрубною корозією.

Ключові слова: підводні газопроводи, моделювання гідратоутворення, внутрішньотрубуна корозія

Газовые гидраты и внутренняя коррозия считаются основными факторами, которые отвечают за возникновение аварийных ситуаций на подводных трубопроводах. Аварии на таких объектах могут вызвать загрязнение водной среды, разрушить биологические составляющие экосистемы и причинить вред здоровью людей. Гидратообразование усиливается под влиянием турбулентности, которая приводит к облегчению образования центров зародышей и присоединения несвязанной воды. Накопление газовых гидратов на внутренних стенках канала имеет немонотонный характер. Сначала газогидратный слой вносит дополнительную теплоизоляцию, что ведет к некоторой стабилизации интенсивности гидратоотложений. При снижении температуры почвы газогидратный слой располагается ближе к входному сечению трубопровода, при этом протяженность гидратных отложений снижается. В дальнейшем необходимо провести исследования взаимосвязи между кинетикой образования и роста газовых гидратов и процессами внутритрубуной коррозии.

Ключевые слова: подводные газопроводы, моделирование гидратообразования, внутритрубуная коррозия

Gas hydrates and internal corrosion are considered to be major factors responsible for emergency situations at underwater pipeline. Accidents in such places could cause water pollution, destroy biological components of ecosystems and harm human health. Hydrate formation increases under the influence of turbulence that facilitates the formation of nucleation centers and connection of free water. Accumulation of gas hydrates on the inner walls of the channel is of non-monotonic character. First, the gas hydrate layer introduces additional thermal insulation, leading to some stabilization of hydrate formation intensity. As the temperature of the soil decreases, the gas hydrate layer gets closer to the pipeline inlet section and length of hydrate deposits reduces. Thereafter, it is necessary to study the relationship between kinetics of formation and growth of gas hydrates and processes of in-tube corrosion.

Key words: underwater gas pipelines, hydrate formation modeling, in-tube corrosion

Вступ. Збільшення світових обсягів транспортування природного газу з використанням морських транскордонних газопроводів спричиняє підвищення ризику виникнення аварій на трубопроводі, що, в свою чергу, призводить до неминучих негативних наслідків для навколишнього середовища в усьому світі. Газові гідрати та внутрішня корозія вважаються основними факторами, що відповідають за виникнення аварійних ситуацій на підводних трубопроводах. Аварії на таких об'єктах можуть спричинити забруднення водного середовища, зруйнувати біологічні складові екосистеми та завдати шкоди здоров'ю людей.

Багато спроб вирішити ці проблеми були неуспішними через непередбачуваність взаємозв'язку низки впливових факторів. Існує висока ймовірність, що наявні газові гідрати встигають спричинити розвиток корозії у трубопроводах ще до моменту їх вилучення. Якщо це так, корозія з часом розвивається і порушує ці-

лісність труби, руйнуючи матеріал, з якого вона зроблена, що призводить до виникнення аварійної ситуації. Також, при активізації гідрату через спробу інгібувати розвиток корозії, немінуче виникає проблема забезпечення безперебійності роботи трубопроводу. Виходячи з цього, розуміння взаємозв'язку між гідратоутворенням та корозією може в майбутньому допомогти у розв'язанні існуючих проблем в промисловості, рішення яких на даний час відсутні. Експлуатація трубопроводів, що транспортують вологий природний газ, часто буває утруднена через низку причин. Однією з таких причин є відкладення газових гідратів - негативне явище, що проявляється в наростанні газогідратної кірки на внутрішніх стінках трубопроводу, що призводить до часткового або повного закупорювання прохідного перерізу і, як наслідок, до зниження дебіту або навіть аварійної ситуації [1-2]. Незважаючи на те, що подібне явище досить часто спостерігається на прак-

тиці, воно і донині є не до кінця вивченим, а на деякі питання досі немає відповідей. Так, зокрема, з великою точністю передбачити, в якому трубопроводі і на якій його ділянці будуть утворюватися гідрати, але визначити, з якою швидкістю буде протікати даний процес, досить складно. Не достатньо вивчене також питання про ступінь впливу на динаміку гідратування різних факторів, таких як вологість газу, температура оточуючого ґрунту тощо.

Аналіз стану проблеми. Як відомо, молекули води, у порівнянні з іншими молекулами із схожими характеристиками, можуть виявляти незвичайні властивості за температури кипіння, ентальпії випаровування та розширення після замерзання. Це пояснюється присутністю двох незв'язаних (вільних) пар електронів (з кисню), які поляризують молекули шляхом електростатичної взаємодії, що призводить до утворення водневого зв'язку. Хоча водневий зв'язок також присутній в спиртах та сполуках елементів групи 6А з воднем, він особливо міцний в воді. Завдяки цій властивості вода утворює гідрати. Молекули води, як основної речовини (хазіяна), вишиковуються в регулярній орієнтації, а молекули другорядної речовини (гість) (CH_4 , C_2H_6 , C_3H_8 , Cl_2 , H_2S , CO_2 тощо) стабілізують орієнтовані молекули за допомогою сил Ван-дер-Ваальса (які мають бути достатньо сильними) для осаду твердої суміші, яка називається гідратом, однак між молекулами комплексу «гість-хазіяні» зв'язку не існує.

Розчинність молекули-гостя також є надзвичайно важливим фактором, оскільки вона не повинна добре розчинятись у воді. CO_2 , H_2S та SO_2 досягають верхніх меж розчинності у воді, проте аміак та HCl із значною розчинністю у воді гідратів утворювати не можуть.

Гідратування підсилюється під впливом турбулентності, яка полегшує утворення центрів зародження кристалів газогідратів та приєднання незв'язаної води. Зазвичай газ транспортується на високій швидкості, що спричиняє перемішування по всій довжині трубопроводу. Наприкінці шляху газ проходить крізь звуження на дроселях, де виникає перепад температури під дією ефекту Джоуля-Томпсона, у результаті чого відбувається утворення гідратів. Наявність зварних з'єднань (патрубків, трійників тощо), бруду, луски, щілин та пісків також можуть ставати центрами гідратування, а незв'язана вода виступає в ролі підсилюючого агента, оскільки область контакту газу та води є сприятливою точкою для утворення зародків гідратів. В літературі знаходимо достатньо різноманітні підходи до моделювання внутрішньотрубно́ї корозії, які, однак, не враховують ролі газогідратів.

Для зведення до мінімуму ризиків корозії газопроводів, вченими було запропоновано різні методи. В широкому розумінні, ці методи поділяються на превентивні та виправні (корегуючі), багато з них використовуються в даний час, а деякі вдосконалюються. Однією з корегуючих технологій є використання давачів електричного опору для реєстрації даних миттєвої швидкості корозії [3].

Отримані дані слугують вихідними для комп'ютерного встановлення точної швидкості корозії. Цей метод забезпечує безперервний контроль без багаторазових проб рідини, що транспортується. Прогнозуюча модель належить до категорії превентивних заходів. Вона може спрогнозувати вірогідний термін служби труби для промислового використання при плануванні часу заміни. Як корозія CO_2 (вуглекислотна корозія), так і корозія H_2S (сірководнева корозія) є головними проблемами при застосуванні вуглецевої та низьколегированої сталі, які все ще залишаються основними матеріалами при будівництві трубопроводів, оскільки поєднують в собі такі якості, як економічність, наявність та міцність [4]. На практиці локалізована корозія є найнебезпечнішою з усіх та може призводити до серйозних аварій, тому саму її було б дуже важливо спрогнозувати. З своїм характером локалізована корозія металів є стохастичною [5, 6] та пов'язана з двома стохастичними процесами: руйнуванням пасивної плівки та репасацією відкритої зони [7]. Однак, жодна із запропонованих моделей не дає змоги оцінити кінетику нагромадження газогідрату та характер його розподілу по довжині трубопроводу, що дозволило б визначити місця з найбільшим ризиком виникнення гідратної корозії.

Постановка задачі. Вологий природний газ із заданим компонентним складом транспортується в горизонтальному каналі, на внутрішніх стінках якого утворюються газові гідрати. Вода, що міститься в газовому потоці, може перебувати в двох агрегатних станах: у вигляді пари і у вигляді крапельок рідини. Фазові переходи вологи відбуваються в рівноважному режимі. Основні лінійні характеристики труби: L - довжина розглянутого трубопроводу, a_0 і a_1 - внутрішній і зовнішній радіус, a_2 - радіус трубопроводу за наявності теплоізоляції. Гідрати утворюються на внутрішніх стінках труби радіально-симетричний шар відкладів товщиною δ (рис. 1); $a = a_0 - \delta$.

Введемо ряд припущень: втрати газу на утворення гідратів нехтуємо, тому його кількість по довжині труби залишається постійною; швидкість течії газу набагато менше швидкості звуку; рух газу в трубі розглядається в гідравлічній постановці; значення тиску і температури потоку приймаються середніми по перетину труби; температура для кожного перетину каналу однакова для обох фаз (газу та рідини); газ вважається ідеальним. Вісь Z скеруємо у напрямку течії газу, при цьому її початок збігається з вхідним перерізом трубопроводу.

Наведені вище припущення дозволяють для опису руху газу використовувати стаціонарні рівняння неізотермічного плинину газу в каналі у квазіодномірному наближенні [8]:

$$m_g \frac{dw_g}{dz} = -S \frac{dp}{dz} - f, \quad (1)$$

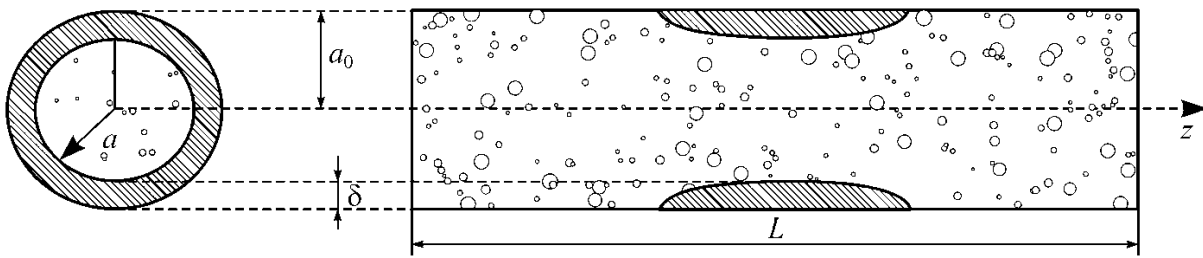


Рисунок 1 – Схема трубопроводу з газогідратними утвореннями на внутрішніх стінках

$$m_g c_g \frac{dT_g}{dz} = \frac{m_g}{\rho_g} \frac{dp}{dz} + m_g l_w \frac{dk_l}{dz} - Q_{g\sigma}, \quad (2)$$

де $f = 2\pi\alpha\tau$,

$$\tau = 0,125\lambda\rho_g w_g^2,$$

$$\lambda = \{1,8\lg(\text{Re}) - 1,5\}^{-0,5},$$

$$\text{Re} = 2\alpha\rho_g w_g / \mu_g,$$

$$Q_{g\sigma} = 2\pi\alpha q_{g\sigma},$$

$m_g, w_g, \rho_g, c_g, \mu_g$ – масова витрата, швидкість, густина, питома теплоємність та коефіцієнт динамічної в'язкості відповідно,

p – тиск газу,

f і λ – сила та коефіцієнт гідравлічного опору,

S – площа поперечного перерізу каналу,

T_g – температура газу,

l_w – прихована теплота пароутворення води,

$Q_{g\sigma}$ – інтенсивність відведення тепла, віднесена до одиниці довжини трубопроводу.

У рівнянні збереження імпульсів (1) враховано гідравлічний опір стінок трубопроводу, в рівнянні збереження енергії (2) – теплові ефекти конденсації пари і відведення тепла до внутрішньої стінки каналу.

Вода, що міститься в потоці, буде витрачатися на утворення газогідратів, тому закон збереження маси для води можемо записати у такому вигляді:

$$m_g \frac{dk_g}{dz} = -J_w, J_w = 2\pi\alpha j_w, \quad (3)$$

де J_w – інтенсивність витрати води на гідратування.

Прийmemo, що волога, яка міститься в газовому потоці з масовою концентрацією k_w може перебувати в двох агрегатних станах – у вигляді рідких крапельок з концентрацією k_l та у вигляді пари в газовій фазі з масовою концентрацією k_v . Масовий вміст води k_w пов'язаний з k_l та k_v наступним співвідношенням:

$$k_w = k_l + (1 - k_l)k_v. \quad (4)$$

Рівняння (1) - (4) справедливі за умови сталості масової витрати газу:

$$m_g = m_{g0} = \text{const}, \quad (5)$$

де $m_g = \rho_g w_g S$, $S = \pi a^2$,

рівняння для розподілу рівноважної концентрації водяної пари вздовж трубопроводу

$$k_v = \frac{p_v^* R_g}{p R_v} \exp\left(-\frac{T_v^*}{T_g}\right), \quad (6)$$

умовою термодинамічної рівноваги для гідрату [1, 8]

$$T_s(p) = T_h^* \ln(p/p_{s0}) + T_{s0}, \quad (7)$$

та рівнянням стану газу $p_g = \rho_g R_g T_g$.

Тут $T_s(p)$ – рівноважна температура гідратування, p_v^* , T_v^* та T_h^* – емпіричні параметри, R_g та R_v – приведені газові сталі для природного газу та водяної пари.

Крім того, для однозначного вирішення зазначеної системи рівнянь необхідно записати співвідношення, що визначає поточне положення границі «газовий потік-газогідрат»

$$\partial\delta / \partial t = j_h / \rho_h, \quad (8)$$

де j_h – інтенсивність гідратування,

ρ_h – густина гідрату,

t – час.

Прийmemo, що відкладення газових гідратів починається в перетині каналу $z = z_s$, де на стінках конденсується вода і виконується умова $T_\sigma < T_s(p)$ (T_σ – температура внутрішньої поверхні каналу). При цьому відкладення може відбуватися в двох режимах, а саме: теплового балансу і дефіциту води.

Перший режим реалізується в тих ділянках труби, на яких вода в газовому потоці міститься в достатній кількості. У цьому випадку інтенсивність утворення газогідратів лімітується відведенням тепла від внутрішньої поверхні труби і визначається з умови теплового балансу на межі розподілу фаз «газ-гідрат»

$$l_h j_h = q_{\sigma G} - q_{g\sigma} \quad (9)$$

з урахуванням співвідношення, що визначає інтенсивність тепловіддачі від потоку до внутрішньої стінки каналу:

$$q_{g\sigma} = \alpha_{g\sigma} (T_g - T_\sigma),$$

$$\alpha_{g\sigma} = \lambda_g \text{Nu}(2a)^{-1}, \quad (10)$$

$$\text{Nu} = 0,021 \text{Re}^{0,8} \text{Pr}^{0,43}, \text{Pr} = \mu_g c_g / \lambda_g,$$

l_h – питома теплота гідратування, динамічна в'язкість μ_g , теплоємність c_g і коефіцієнт теплопровідності газу λ_g визначені при середній температурі потоку.

Інтенсивність теплопередачі між стінкою трубопроводу та ґрунтом прийmemo у вигляді [2, 8]:

$$q_{\sigma G} = \alpha_{\sigma G} (T_{\sigma} - T_G), \quad (11)$$

$$\alpha_{\sigma G} = \frac{1}{a} \left\{ \frac{1}{\lambda_h} \ln \frac{a_0}{a} + \sum_{i=1}^2 \frac{1}{\lambda_i} \ln \frac{a_i}{a_{i-1}} + \frac{2}{\lambda_G} \ln \left(\frac{h}{a_2} + \sqrt{\left(\frac{h}{a_2} \right)^2 - 1} \right) \right\}^{-1}.$$

Через утворення твердих відкладень відбувається збіднення потоку на вологу, внаслідок чого, починаючи з деякого перерізу трубопроводу, його покривання гідратною кіркою відбувається в іншому режимі. Для розрахунку інтенсивності J_h , беручи до уваги стехіометричну умову $j_w = (1 - k_{gh}) J_h$, запишемо наступні вирази:

$$j_w = \rho_g v^{(D)} \text{Sh } k_w,$$

$$\text{Sh} = 0,021 \text{Re}^{0,8} (\text{Pr}^{(D)})^{0,43}, \text{Pr}^{(D)} = \nu / \nu^{(D)}.$$

Тут k_{gh} – масовий вміст газу в гідраті, $\nu^{(D)}$ – коефіцієнт дифузії молекул води до поверхні розділу «газ-гідрат», ν – коефіцієнт кінематичної в'язкості газу, Sh – число Шервуда, $\text{Pr}^{(D)}$ – дифузійне число Прандтля.

Обговорення результатів. Визначимо зміну пропускної здатності підземного горизонтального трубопроводу при зростанні гідратного шару на його внутрішніх стінках, а також розглянемо вплив вологовмісту газу і температури навколишнього ґрунту на процес гідратування. При чисельних розрахунках використовувалися такі промислові дані і значення теплофізичних параметрів:

$$\begin{aligned} L &= 10 \text{ км}, a_0 = 0,11 \text{ м}, d = a_1 - a_0 = 0,011 \text{ м}, \\ &\text{теплоізоляція відсутня} (a_2 = a_1), \\ T_G &= 279 \text{ К}, \lambda_G = 2 \text{ Дж/(м}\cdot\text{с}\cdot\text{К)}, T_0 = 323,15 \text{ К}, \\ c_g &= 2911 \text{ Дж/(кг}\cdot\text{К)}, R_g = 450 \text{ Дж/(кг}\cdot\text{К)}, \\ \lambda_g &= 0,03 \text{ Дж/(м}\cdot\text{с}\cdot\text{К)}, \mu_g = 1,1 \cdot 10^{-5} \text{ кг/(м}\cdot\text{с)}, \\ \lambda_h &= 2,2 \text{ Дж/(м}\cdot\text{с}\cdot\text{К)}, \lambda_l = 58,24 \text{ Дж/(м}\cdot\text{с}\cdot\text{К)}, \\ p_{w*} &= 3,94 \cdot 10^9, T_{w*} = 4228, R_v = 461 \text{ Дж/(кг}\cdot\text{К)}, \\ l_w &= 1,7 \cdot 10^6 \text{ Дж/кг}, m_g = 0,683 \text{ кг/с}, k_{w0} = 3 \cdot 10^{-3}, \\ p_{s0} &= 3,2 \text{ МПа}, T_{s0} = 282,65 \text{ К}, T_h^* = 8,28, \\ \rho_h &= 917 \text{ кг/м}^3, k_{gh} = 0,1, l_s = 2,3 \cdot 10^6 \text{ Дж/кг}. \end{aligned}$$

Для заданого складу газу в трубопроводі значення рівноважної температури гідратування становить $T_c(p) = 282 \text{ К}$. Температура стінки σ досягає даного значення в перетині з координатою $z_s \approx 1,8 \text{ км}$ (рис. 2, b, f).

Проведені чисельні розрахунки показали, що розподіл товщини гідратного шару δ в часі і по довжині трубопроводу має складний характер (рис. 2, c, g). До деякого моменту часу (в розрахунках приблизно 60 діб) розподіл δ по довжині трубопроводу наступне: на початковому ділянці склеротичних відкладень гідратний шар швидко зростає, потім на середній ділянці товщина газогідратного шару практично не змінюється, а поза перетином $z = z^*$ (зміна режимів) відбувається поступове зменшення до нуля гідратного шару. Така поведінка профілю гідратного шару на середній ділянці, на наш

погляд, пояснюється тим, що інтенсивність гідратування визначається виключно відтоком тепла в ґрунт, величина якого постійна.

У подальшому характер гідратовідкладень змінюється: профіль газогідратного шару з часом вироджується в пікоподібну форму (близько 85 діб). Дану форму можна пояснити тим, що місце, в якому досягається максимальна товщина (і мінімальний перетин каналу), збігається з перерізом трубопроводу, де відбувається зміна першого режиму накопичення відкладень твердої фази другою.

Безперервно збільшується шар газогідратів на внутрішніх стінках звужує прохідний перетин трубопроводу. При адиабатичному проходженні газу крізь таке звуження відбувається розширення газу (рис. 2, a, e). При цьому спостерігається ефект Джоуля-Томсона, що проявляється у зменшенні температури газу з мінімальним перетином газопроводу (рис. 2, b, f). Таким чином, змінюється температурний режим в цілому, що позначається, в першу чергу, на самому процесі гідратування. Зокрема, це стає причиною збільшення з часом інтенсивності гідратування (рис. 3). Видно, що за період часу від 35 до 85 діб даний параметр зростає приблизно на порядок величини. Інтенсифікація процесу також викликає збільшення споживання вологи на гідратування, що відбивається на зміні її концентрації в газовому потоці (рис. 2, d, h). Вміст води, необхідної для гідратування, вздовж трубопроводу зменшується швидше, при цьому зона гідратування звужується. Все це призводить до того, що профіль товщини газогідратного шару з часом вироджується в пікоподібну криву [8].

На рис. 4 показано вплив зміни масового вмісту вологи газу на вході в трубопровід на гідродинамічні та теплофізичні параметри, коли вологовміст на вході становить $k_{w0} = 10^{-3}$, $3 \cdot 10^{-3}$ і 10^{-2} .

У всіх трьох випадках час експлуатації трубопроводу становить тридцять діб. Видно, що підвищення вмісту вологи на вході в трубопровід призводить до розширення зони гідратування (рис. 4, b), при цьому права кромка газогідратного шару зміщується нижче по потоку (рис. 4, c). Цікавий, на наш погляд, і той факт, що при малому вмісті вологи профіль товщини газогідратного шару має пікоподібну форму (див. Рис. 4, c). Відзначимо також, що, незважаючи на збільшення вмісту вологи k_{w0} на вході в десять разів (від 10^{-3} до 10^{-2}), в деякому перетині $z \approx 4 \text{ км}$ настає режим дефіциту води в процесі відкладення газогідрату, а максимальне значення інтенсивності гідратування залишається незмінним.

На рис. 5 подаються результати досліджень для випадків, коли температура ґрунту T_G становила 3 і 6 °С. Час експлуатації трубопроводу – 30 днів при початковій концентрації вологи $k_{w0} = 3 \cdot 10^{-3}$. З графіка видно, що за більш низької температури ґрунту газ вздовж трубопроводу охолоджується швидше. У цьому випадку зона гідратування, а отже і газогідратний шар (рис. 5, c) розташовуються ближче

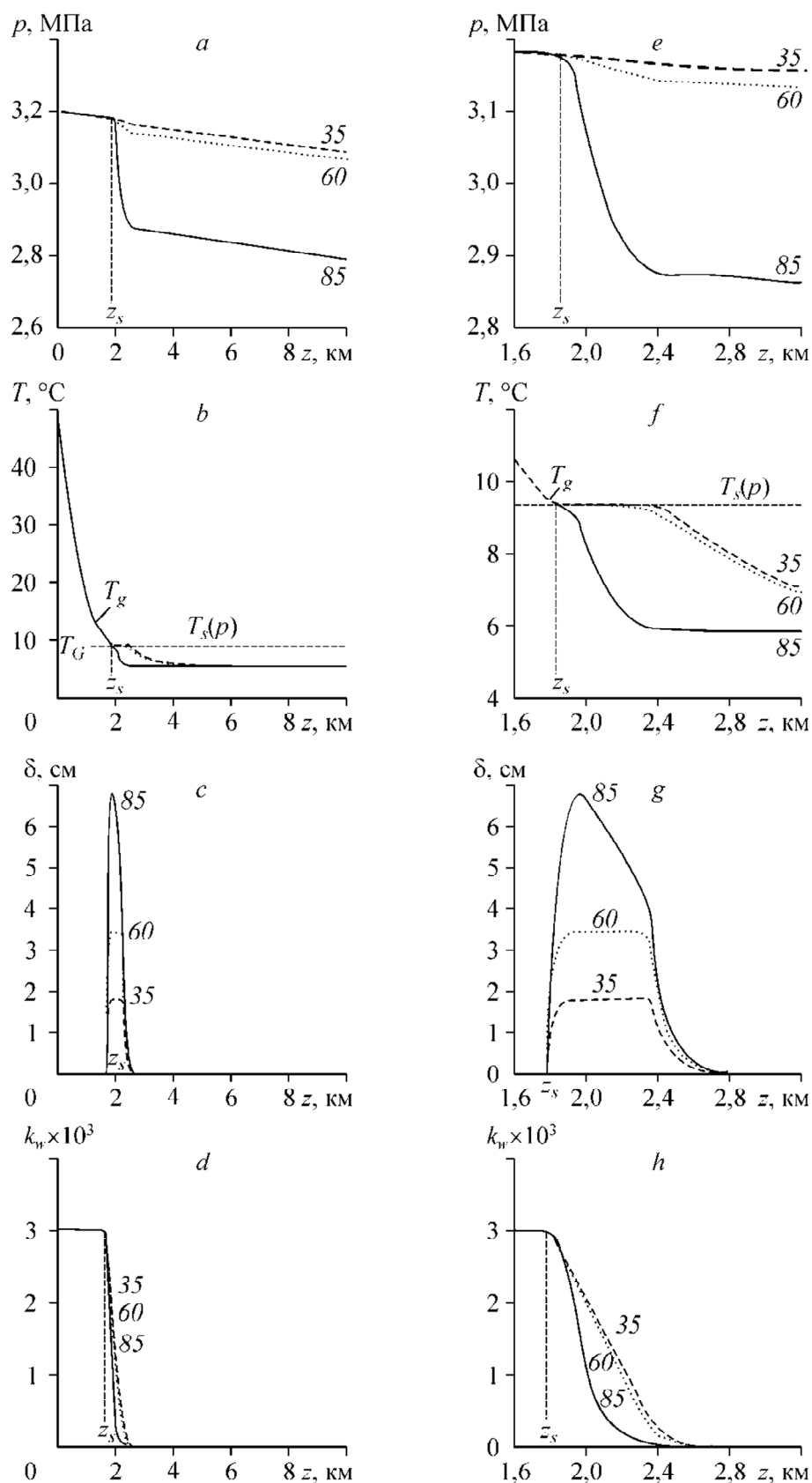


Рисунок 2 – Зміна в часі профілів тиску (а, е), температури (б, ф), товщини гідратного шару (с, г) та вмісту води (д, h) по довжині трубопроводу (а, д) та поблизу ділянки з максимальною товщиною гідратного шару

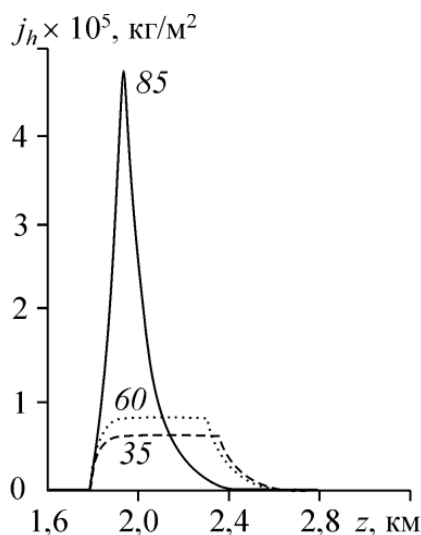
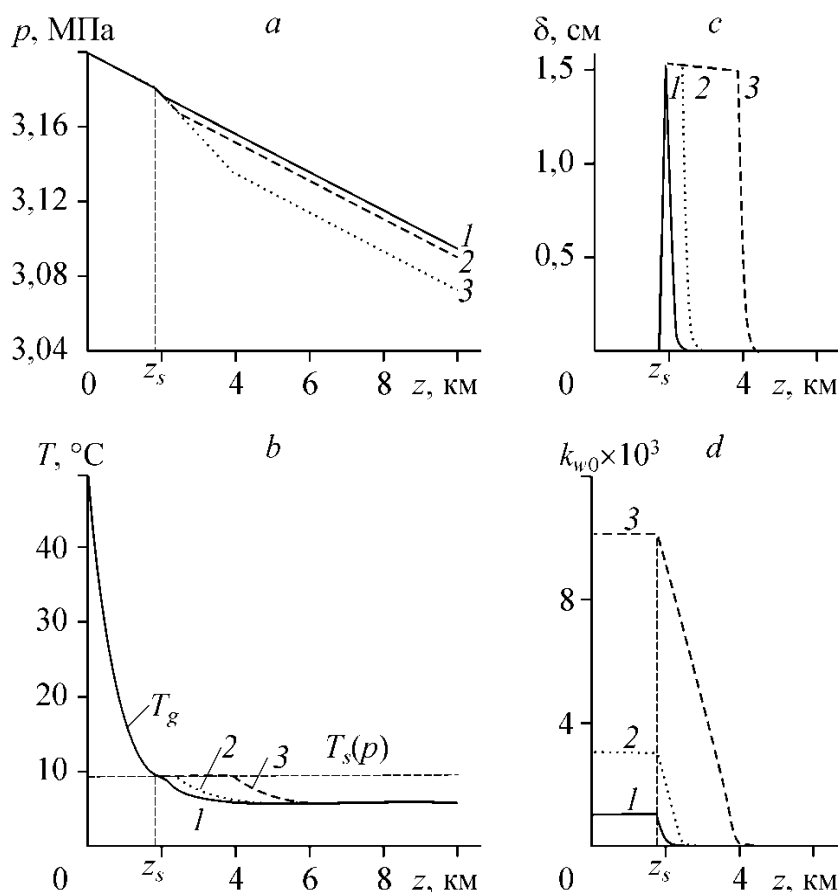


Рисунок 3 – Зміна інтенсивності гідратування з часом


Рисунок 4 – Вплив зміни вмісту води k_{w0} на процес гідратування

до вхідного перетину, але протяжність гідратних відкладень знижується. Можна помітити, що сумарний обсяг твердих відкладень для обох випадків приблизно однаковий, що, на наш погляд, викликано обмеженою кількістю наявної в трубопроводі води. Необхідно також відзначити, що при зниженні температури ґрунту на 3 °C інтенсивність гідратування зростає приблизно удвічі (рис. 5, d) [8].

За результатами проведеного дослідження можна сформулювати такі висновки.

1) Накопичення газових гідратів на внутрішніх стінках каналу має немонотонний характер. Спочатку газогідратний шар вносить додаткову теплоізоляцію, що веде до деякої стабілізації інтенсивності гідратовідкладень.

2) Подальше зростання відкладень призводить до більшого впливу конкуруючого явища, пов'язаного зі зниженням температури газу за рахунок адіабатичного розширення газу, що сприяє інтенсифікації „склеротичних“ процесів.

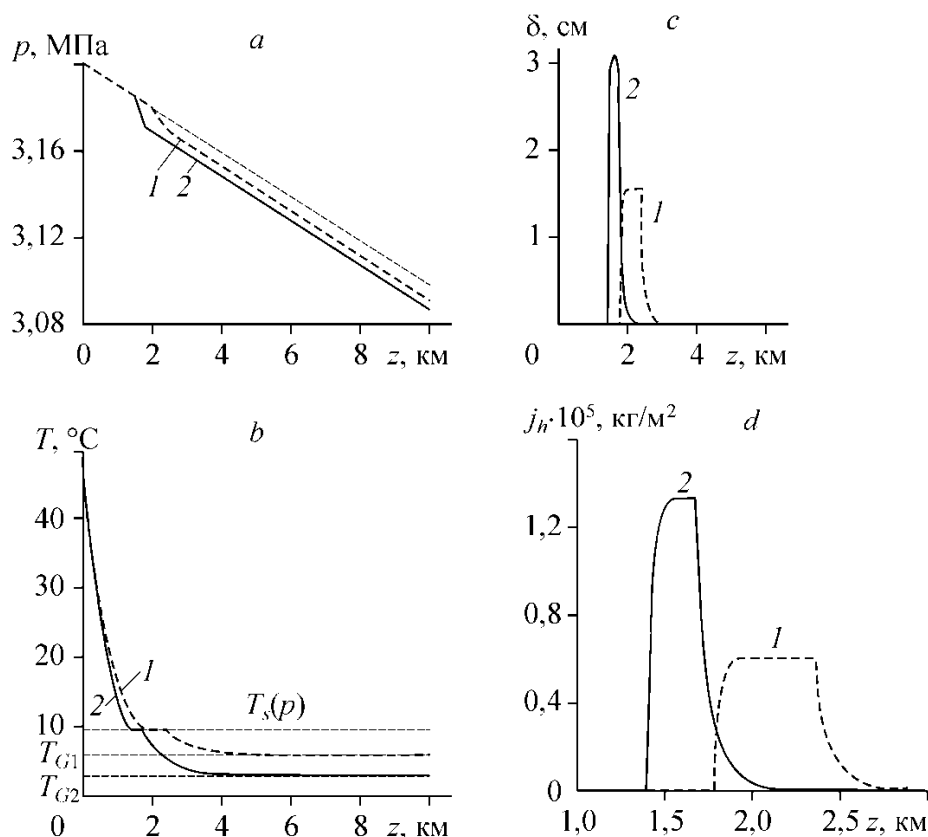


Рисунок 5 – Вплив температури ґрунту на теплофізичні процеси в трубопроводі

3) При зниженні температури ґрунту газогідратних шар розташовується ближче до вхідного перетину трубопроводу, при цьому протяжність гідратних відкладень знижується.

4) В подальшому необхідно провести дослідження взаємозв'язку між кінетикою утворення та росту газових гідратів та процесами внутрішньотрубно́ї корозії.

Література

1 Бондарев Э.А. Моделирование образования гидратов при движении газа в трубах / Э.А. Бондарев, Л.Н. Габышева, М.А. Каниболотский // Изв. АН СССР. Механика жидкости и газа. — 1982. — № 5. — С. 105-112.

2 Бондарев Э.А. Термогидродинамика систем добычи и транспорта газа / Э.А. Бондарев, В.И. Васильев, А.Ф. Воеводин. — Новосибирск: Наука, 1988. — 272 с.

3 Obanijesu E.O. Hydrate Formation and its Influence on Natural Gas Pipeline Internal Corrosion Rate / E.O. Obanijesu, V. Pareek, R. Gubner, M.O. Tade // NAFTA Journal. — 1962. — No 5-6. — 164-173 p.

4 Pickthall T. Corrosion Monitoring Equipment, A Review of Application and Technique / Paper 11280 / T. Pickthall, M. Rivera, M. McConnell, R. Vezis // Corrosion 2011 Conference and Expo, Houston, Texas, March 13-17, pp. 1-16.

5 Xiao Y. A Stochastic Prediction Model of Localized CO₂ Corrosion / Y. Xiao, S. Nesic // CORROSION, Paper # 05057, NACE, Houston, Texas, pp. 1-12.

6 di Caprio, D. Morphology of Corroded Surfaces: Contribution of Cellular Automaton Modelling / D. Caprio, C. Vautrin-UI, J. Stafiej, J. Saunier, A. Chaussé, D. Féron, J.P. Badiali // Corrosion Science, Vol. 53, Iss. 1, pp. 418-425.

7 Caley F. Modelling of Pitting Corrosion in Underground Pipelines / F. Caley, J.C. Velazquez, A. Valor, J.M. Hallen, Markov // Corrosion Science, Vol. 51, Iss. 9, pp. 2197-2207.

8 Мусакаев Н.Г. Динамика образования гидратов при транспортировке природного газа / Н.Г. Мусакаев, Р.Р. Уразов, В. Ш. Шагапов // Теплофизика и аэромеханика. — 2006. — Том 13, №2. — С. 295-302.

Стаття надійшла до редакційної колегії
31.10.14

Рекомендована до друку
професором Грудзом В.Я.
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
д-ром техн. наук Гасюком І.М.

(Прикарпатський національний університет
ім. В. Стефаника, м. Івано-Франківськ)